

容量电价新政下抽蓄业务存在的问题及发展建议

陈 梅 杜伟锋 刘宏基

中国广核电力股份有限公司 广东 深圳 518035

摘 要: 2026年“发改价格114号文”新容量电价政策,抽水蓄能项目容量电价由“一厂一价”保障6.5%资本金收益率调整为“一省一价”按照弥补平均成本核定或执行可靠容量补偿机制,投资逻辑和模型发生重大变化。本文梳理分析了新电价政策下抽蓄项目投资面临的主要问题,电力企业需从设置投资门槛、严把项目准入关、培育核心竞争力、完善内部管控机制和投资评价模型等方面加强投资管理,高质量推进抽蓄业务发展。

关键词: 容量电价政策;抽水蓄能;可靠容量补偿机制

1 引言

2026年1月,国家发展改革委、能源局联合印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》(发改价格〔2026〕114号,简称114号文)^[1],对抽水蓄能项目实行新老划断,其中《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》(发改价格〔2021〕633号,简称633号文)^[2]出台后开工项目,容量电价由“一厂一价”保障6.5%资本金收益率调整为“一省一价”按照弥补平均成本核定,业内按最不乐观的情景解读为资本金收益率为0^[3],对在建项目收益挑战较大;对于114号文后开工抽蓄项目,将实行市场化机制,执行可靠容量补偿机制并参与电能量和辅助服务等市场,投资逻辑和模型发生重大变化。目前仅有青海省发布了发电侧可靠容量电价机制规则^[4],明确2026年统一容量补偿标准按185元/(千瓦·年),项目清单中无抽蓄项目,若根据规则,抽水蓄能容量系数在不考虑厂用电率的情况下约为0.75,则其可获得的容量电价水平仅为138元/(千瓦·年)。鉴于抽水蓄能项目投资逻辑及收入发生了重大变化,在对容量电价政策研究基础上,提出电力企业抽蓄业务投资发展建议。

2 我国抽蓄产业发展现状

抽蓄作为绿色调节电源,具有调峰空间大、反应速率快、启动时间短、寿命长、电网友好度高等特点,对新型电力系统促进新能源消纳具有重要作用。2021年4月份发布633号文确立两部制电价政策后,我国抽蓄产业快速发展,新增投产装机连续多年位居全球第一,截至2025年底全国投产装机规模达6600万千瓦,占电力装机比例约4.8%,与欧美地区水平基本相当。在建和已核准抽蓄装机规模达2亿千瓦,未来5到10年我国将迎来抽蓄项目投产的高峰期,抽蓄项目在电力装机占比将进一步提升。

我国《抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年)》提出,到2025年抽水蓄能投产总规模达到6200

万千瓦以上,到2030年抽水蓄能投产总规模达到1.2亿千瓦左右。根据行业预测,“十五五”期间全国抽水蓄能新增投产1亿千瓦,到2030年在运装机1.6亿千瓦,远高于2021年提出的1.2亿千瓦目标。“十六五”期间我国抽蓄预计新增开工0.6亿千瓦,新增投产2.3亿千瓦,“十六五”末全国投产总规模将达到3.9亿千瓦。

从项目业主来看,在运装机中,两网控股比例约88%,占绝对领先地位,主要是2021年633号文前抽蓄项目受行业政策模糊、电网专营等因素制约,发电企业等不愿投、不敢投。在建项目中,两网控股比例降低至40%,五大发电集团占比提升至45%,主要受2021年633号文明确抽蓄项目“一厂一策”保障6.5%资本金收益率等政策影响。

3 114号文政策涉及抽蓄内容及对抽蓄项目影响分析

3.1 114号文政策涉及抽蓄内容

633号文实施后,我国一定程度出现抽蓄项目盲目投资、抢资源、抢布局的情况,甚至有部分项目不具备经济性、地质条件差、远离负荷中心仍盲目上马,如湖北目前在建抽蓄项目12个,未来成本疏导面临压力。为纠正633号文对高成本的逆向激励容量电价机制缺陷,国家发展改革委出台114号文,对抽蓄项目采取新老划断政策。

633号文出台前开工建设的电站(以下简称第一类项目),容量电价继续实行政府定价,6.5%资本金内部收益率核定,具体由省级价格主管部门按照633号文件办法核定或校核。633号文出台后,114号文前开工项目(以下简称第二类项目)。由省级价格主管部门每3~5年按经营期内弥补平均成本的原则,根据633号文件明确的成本参数规则,制定省级电网同期新开工电站统一的容量电价(满功率发电时长低于6小时的相应折减)。同时,抽水蓄能电站自主参与电能量、辅助服务等市场,获得的市场收益按比例由电站分享,分享比例由省级价格主

管部门确定；其余部分冲减系统运行费用、由用户分享。114号文后新开工项目（以下简称第三类项目）。统一执行可靠容量补偿机制并参与电能量和辅助服务等市场、市场收益全部由电站获得。可靠容量是指机组在全年系统顶峰时段能够持续稳定供电的容量。电力现货市场连续运行后，省级价格主管部门会同相关部门适时建立可靠容量补偿机制，对机组可靠容量按统一原则进行补偿。

同时规定，抽水蓄能抽水时视作用户，缴纳上网环节线损费用和系统运行费用，暂按单一电量制用户执行输配电价；发电电量相应退减输配电费。

3.2 114号文对抽蓄项目影响分析

对于第二类抽蓄项目，主要影响有三个方面。一是容量电价收入大幅降低。“633号文”政策下，容量电价收入通常占抽蓄项目收入90%左右，由6.5%资本金内部收益率核定调整为各省按经营期内弥补平均成本的原则制定同期新开工电站统一的容量电价，业内预估容量电价降低约三分之一左右。二是电能量收入带来较大不确定性。电能量收入通常占抽蓄项目收入7%左右，抽发电运行方式接受电网调度，电价收入根据当地电价峰谷价差结算，同时需缴纳线损和系统运行等损耗部分费用，但收益分成比例可能会增加，原规定20%归电站，后续分享比例由省级价格主管部门确定。三是辅助服务的收益分成比例可能会上调。辅助服务收入通常占抽蓄项目收入3%左右。

对于第三类抽蓄项目，未来统一执行可靠容量补偿机制并参与电能量和辅助服务等市场。通知指出未来将建立可靠容量补偿机制，不再区分机组类型分别制定容量电价。这意味新开工抽蓄容量电价大幅下调，逐步靠近煤电、气电、新型储能等容量补偿（如煤电容量补偿固定成本的50%，165元/kW·年），项目收益主要靠峰谷套利和辅助服务收入。

4 新电价政策下抽蓄项目投资面临的主要问题

4.1 114号文重构抽蓄行业投资逻辑，短期发展面临挑战，长期发展仍有空间

114号文建立了“容量电价保基本、市场收益补弹性”，体现了国家引导抽水蓄能合理布局、有序发展的政策意图。短期看，114号文直接打破了抽水蓄能行业此前依托固定收益的稳定投资回报预期，容量电价将无法覆盖高成本机组投资，电量、辅助服务市场收益难以测算，高成本项目将很可能面临亏损经营的局面，需重新梳理投资逻辑，同行企业对抽蓄业务普遍持审慎观望态度。部分企业主已动放弃部分已核准项目。长期看，

高比例新能源并网显著增加了电网对调节性电源的刚性需求。抽水蓄能作为当前技术最成熟、运行最稳定、全生命周期成本最优的系统级核心调节资源，兼具容量支撑、电量调节、调频调峰等多重功能，地位难以替代，未来发展具备刚性需求扩容空间。

4.2 新政策下，成本水平、布局节点、成本疏导是决定项目竞争力的三大关键因素，对经营主体能力提出更高要求

抽蓄项目竞争优势主要取决三个因素：一是成本水平，“一省一价”的容量电价将无法覆盖高成本机组投资，传统粗放式建设管理模式难以为继，对成本管控能力提出了更高要求。抽蓄项目成本大部分在开发建设阶段锁定，选址是决定造价的关键（70%锁定），“选址比努力更重要”，优选自然条件优越、移民影响小、地质稳定、水头高的站址，以确保抽蓄项目造价在行业前四分之一。小型抽蓄项目单位成本高，在“一省一策”容量电价新政策下，难以具备经济竞争优势。二是布局节点，未来新建电站收益模式将转向市场化，变为“容量+电能量+辅助服务”，电站收益与项目所在区域市场环境关联性进一步增强，需要精准把握现货价格波动、辅助服务需求、顶峰补偿规则，优选调节资源稀缺，靠近负荷中心或新能源大基地的站点，提升市场研判和电站运营管理能力。三是成本疏导，抽蓄本质不是发电电源，成本通过输配电价向用户分摊。部分省份由于大量建设抽蓄项目，分摊到用户将导致购电成本上涨。

4.3 新政策下，短期内抽蓄项目投资政策、市场、竞争不确定性显著加大，各企业加强风险防范

114号文实施后，抽水蓄能项目投资面临诸多不确定性：一是政策不确定性，容量电价实行“一省一策”，各地落地细则、成本疏导及考核标准存在差异，直接影响项目收益稳定性。二是市场不确定性，电能量市场峰谷价差、辅助服务价格及交易规则波动较大，因抽蓄项目运行方式由电网调度，电源侧无自主控制权，无法有效形成与风光等资源在售电模式上的协同和联动，市场化收益难以精准预判。三是竞争不确定性，新型储能造价持续下行、布局灵活，在2~4小时短时调峰新型储能成本已低于抽蓄项目，对抽蓄调节业务形成明显替代与挤压。

4.4 抽蓄本质是电网公共调节资源，对电网依赖较强，电力企业通常结合自身实际走差异化竞争路径。

抽水蓄能本质属于电网公益性调节资源，核心功能为系统调峰调频、备用支撑与新能源消纳，其消纳、出力调度、收益实现高度依赖电网调度体系，独立性相对

较弱,如容量电价考核、费用结算高度依赖电网体系;电量电价交易、发电调度安排由电网统筹管控;调频调相等辅助服务的计量核算、费用归集回收,均依托电网平台实施。114号文取消容量电价保底收益政策后,对电网依赖进一步加强。

对于电力企业,期望抽水蓄能有效助力风光指标获取、消纳风光资源主要形成了三种模式:水电延伸型,如三峡集团等依托自身成熟的常规水电建设运营管理经验,延伸布局抽水蓄能。基地配套型,如国家电投等立足大型新能源基地、煤电基地布局,保障系统调峰与新能源消纳。区域聚焦型,如大唐集团等,聚焦浙江、广东等负荷密集、电价承受能力强的核心经济区域。但实际上,配套新能源项目落地难度大,抽蓄调度权限集中于电网侧,与企业电力营销业务联动性、协同性偏弱。

5 电力企业加强投资管理的主要建议

抽水蓄能作为清洁调节电源,优质厂址属于稀缺资源,与新能源等项目形成互补,是推动国家清洁能源业务有序发展的重要支撑。114号文的出台,短期内会导致抽水蓄能项目收益率承压,但其在新型电力系统中作为核心调节电源的地位始终未变。在高比例新能源接入电力系统的行业趋势下,全国抽水蓄能规划装机规模存在刚性增长需求,未来发展空间明确。

(1) 优中选优,严把项目准入关。建议电力企业建立健全抽蓄开发项目筛选和准入清单。一是造价水平优,优先遴选自然条件优越、移民影响小、地质稳定的站点,力争项目单位造价达到所在省份前四分之一水平。同时,探索布局矿坑及废弃水库改造、混合式抽水蓄能等低造价新类型项目资源。二是布局节点优,聚焦高调节需求、高电价峰谷差、高负荷增长的重点区域,优选大基地配套抽水蓄能项目,重点关注华东、华南等主要电力受端地区可参与区域级调节的抽水蓄能项目。三是成本疏导优,优先选择区域电价承受能力强、容量

电价疏导机制完善的地区,确保项目新增输配电成本可通过政策机制有效疏导。四是协同发展,优先围绕新能源等大基地需求,以及核心发展区域筛选优质抽水蓄能项目,抽蓄项目争取配套不低于权益容量三倍的经济风光项目,实现业务协同发展。

(2) 能力驱动,培育核心竞争力。加强造价管控,采取设计优化、缩短工期、定期审计评估等措施,确保实际造价处于区域领先水平;构建市场化运营体系,培育抽发计划与报价能力,最大化电能与辅助服务收益,对标行业一流运营管理水平,精简人员编制,打造运维成本竞争优势;加强与省政府沟通,争取实现分规模、分类核定容量电价,保障项目收益。

(3) 防范风险,完善内部管控机制和投资评价模型。一是调整抽蓄投资授权,明确抽蓄项目须先完成投资决策后再申报项目核准,避免被动。由于抽蓄项目前期投入大(单项目约2.5亿元)、沉没成本高,建议加强项目投资立项审批,并严格管控前期费用投入。二是升版抽蓄评审标准,对照114号文升版抽蓄项目投资评审标准,重点优化容量电价、电量电价、辅助服务价格三大边界取值规则。

参考文献

- [1]国家发展改革委.国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知[EB/OL].(2026-1-27).<https://mp.weixin.qq.com/s/5qPYj4iDtTftfMMi91A-dw>
- [2]国家发展改革委.国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见[EB/OL].(2021-4-30).https://mp.weixin.qq.com/s/KnT96xw_ORlykxWzcIKbQg
- [3]乔洪奎,翟海燕,张予燮.基于市场化机制下抽水蓄能经济性分析方法研究[J].水电与抽水蓄能,2026,12(2):9-15.
- [4]青海发展改革委.青海发展改革委关于青海省发电侧可靠容量补偿机制项目清单公示[EB/OL].(2026-7-13).https://mp.weixin.qq.com/s/HSIUjYMqje86gsgeEWO_Qw